

Таким образом, выделены по литологическому признаку три наиболее часто встречающиеся типа пласта ЮС₂, из которых преобладающее распространение имеют пойменно-болотные отложения. В процессе анализа определено, что значения нефтенасыщенной мощности по данному типу коллектора достаточно небольшие на всей площади месторождения и составляют от 4 до 9 м. В данных геологических условиях, исходя из эксплуатации скважин, целесообразней производить закачку проппанта в количестве 65-95 т.

Оптимальной массой проппанта для прибрежно-морских отложений, со схожей геологией пласта ЮС₂ является также диапазон 65-95 т. В скважинах, вскрывших русловые отложения, с увеличением нефтенасыщенной мощности необходимо увеличивать и массу проппанта. Для пластов с мощностью 11 м целесообразно планировать закачку в объеме 65 т и с ростом мощности на 1,5 м необходимо увеличивать массу на 10 т. В результате анализа и сравнения работы скважин при первом и при повторном ГРП, можно сделать следующий вывод. При ГРП при освоении скважин, вскрывших русловые отложения, рентабельно проводить перфорацию верхней части пласта, так как подстилающий водонасыщенный пласт залегает близко. После бурения забойное давление равно начальному пластовому давлению.

Трещина будет развиваться «вдоль скважины», т.е. иметь небольшую длину и ширину, и большую высоту. И есть риск нарушения целостности разделяющего экрана между нефтенасыщенным и водонасыщенным пластом. При повторном ГРП, когда пластовое давление снизилось, перфорацию следует проводить по всей толщине нефтенасыщенного пласта.

Трещина будет иметь большую длину и ширину, и меньшую высоту по сравнению с такими же прострелочно-взрывными работами (ПВР) при освоении. Таким образом, удастся вовлечь в разработку слабодренлируемые зоны нефтяной залежи. В прибрежно-морских отложениях верхнюю часть пласта, разбитую на пропластки, не следует рассматривать как объект для ГРП, так как в глинах происходит упаковка дополнительного количества, закачанного проппанта. Первичное ГРП следует проводить в средней и нижней части пласта, где хороший коллектор, при наличии мощного глинистого экрана между нефтенасыщенным и водонасыщенным пластами. Если же глинистый экран недостаточно мощный, то ГРП при освоении следует проводить в средней части пласта, а когда пластовое давление снизится, производить дострел нижней части нефтенасыщенного пласта.

В скважинах, вскрывших пойменно-болотные отложения, ГРП при освоении и повторное ГРП следует проводить по всей толщине нефтенасыщенного пласта. И так как пойменно-болотные отложения разбиты на большое количество глинистых пропластков, проведение ГРП при освоении приводит к частичной упаковке проппанта в глинистых пропластках. Упакованный проппант не является активным каналом для движения флюида, поэтому не выносятся из пласта. Использование большого количества проппанта при повторном ГРП, когда пластовое давление понижено, приводит к распространению трещины на большое расстояние, что в конечном итоге влияет на обводнение продукции скважин, так как налаживается гидродинамическая связь между добывающей и нагнетательной скважиной. Следовательно, в пойменно-болотных отложениях при повторном ГРП не целесообразно производить закачку проппанта в объеме больше 65 т.

Литература

1. Евстигнеев В.М. Речной сток и гидрологические расчеты: Учебник. – М.: Изд-во МГУ, 1990. – 304 с.
2. Кондратьев Н.Е. Гидроморфологические основы расчетов свободного меандрирования // Труды ГГИ, 1968. – Вып. 155. – С. 5–38.
3. Кондратьев Н.Е. Русловые процессы рек и деформации берегов водохранилищ. // Труды ГГИ, 2000. – 258 с.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПАЛЕОРУСЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЛАСТА ЮС₂

А.В. Копылов, С.В. Репчук, К.В. Синебрюхов, А.О. Безуглов

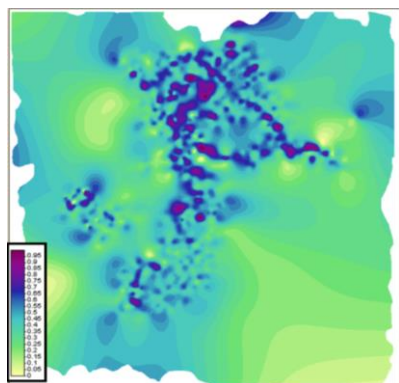
Научный руководитель директор ЦППНД В.С. Рукавишников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

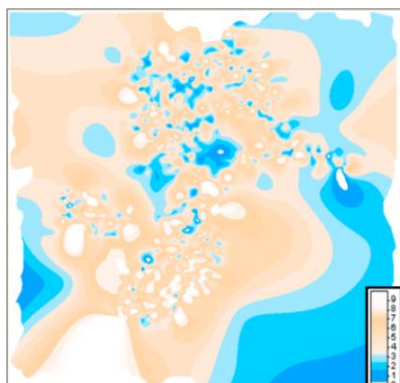
Основная проблема при разбуривании пласта ЮС₂ – это неэффективное бурение с редким попаданием в продуктивный коллектор. Данная проблема возникает из-за того, что бурение ведется фактически вслепую, ковровым методом, что ведет к неоправданным затратам.

Для эффективного планирования скважин в отложениях, сформированных в условиях озерно-аллювиальной равнины, необходимо иметь представление о конфигурации палеодолины и палеоруслу, знать их морфометрические параметры. Это позволит проводить целенаправленное бурение, вдоль палеорусловых наиболее продуктивных отложений. На сегодняшний день основным источником определения палеорусловых отложений являются непосредственно бурение с последующим изучением керна и данные 3D сейсмоки, последнее достаточно затратное и проводится не на всех территориях. Возникает вопрос, что делать с участками, при отсутствии 3D сейсмоки и данных бурения. В данной работе на примере Рускинского месторождения предлагается методика прогноза перспективных палеорусловых отложений на основе метода геоморфологии, с помощью математических методов.

Продуктивный горизонт ЮС₂ приурочен к кровле тюменской свиты – отложениям средней юры. Его отличительными особенностями являются региональное распространение и почти повсеместная нефтеносность, большая глубина залегания, низкие фильтрационно-емкостные свойства и нефтенасыщенные толщины.



а)



б)

Рис. 1 Карты: а – песчанности (д.е.) и б – расчлененности (шт.) для пласта ЮС₂¹

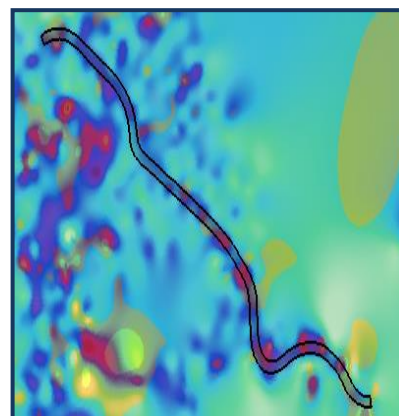


Рис. 2 Совмещенная карта песчанности и расчлененности для пласта ЮС₂¹

Палеоруловая долина состоит из морфологических элементов. Для целей нефтепромысловой геологии наибольший интерес представляют русловые отложения, песчаные косы, дебиты в них составляют 15-60 т/сут, в среднем 40 т/сут. В меньшей степени интересны побочни, являющиеся не пересортированной, оползневой частью берега (дебиты 15-18 т/сут). Пойменные отложения представляют собой своеобразные изоляторы: покрышки, латеральные экраны (дебиты менее 10 т/сут).

Для выделения морфологических элементов, строим серию разрезов вкрест палеодолины.

Рассмотрим один из разрезов (рис. 3). По этому разрезу выделяем:

- пойму (для неё характерно переслаивание мелкозернистого песчаника и алевролита, изрезанная кривая ПС);
- стрежень (т.к. на стрежне наблюдается наибольшая скорость потока, то здесь будут формироваться крупнозернистые песчаники, мощность пропластка средняя);
- в, г) песчаная коса (представлена средне-мелкозернистым песчаником с наибольшей мощностью пропластка);
- д) край песчаной косы (это переходная зона между песчаной косой и поймой, по кривой ПС мы видим, что среднезернистый песчаник сменяется мелкозернистым, и начинается переслаивание с алевролитом).

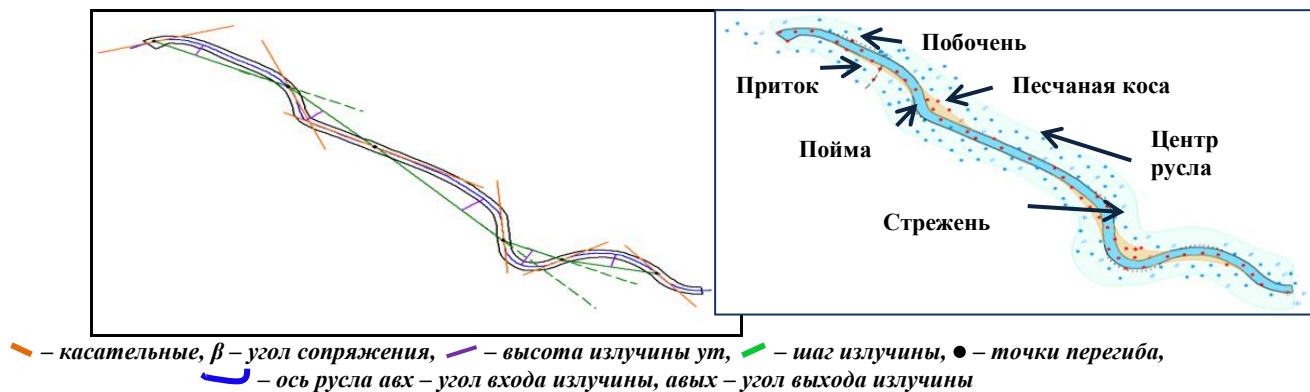


Рис. 3 Разрез и морфологические элементы палеодолины

Выделенное палеоруло относится к меандрирующему типу, для которого характерны определенные морфометрические параметры, взаимосвязанные между собой (рис. 3). Осевая линия – является центром ширины русла. Точки перегиба – характеризуют конец одной излучины и начало другой. Шаг излучины – расстояние по прямой между двумя смежными точками перегиба. Высота излучины – расстояние от линии шага излучины до наиболее удаленной от неё точки. Угол сопряжения излучин образован линией шага низовой излучины и продолжением линии шага верховой излучины. Проводим касательные вдоль оси русла, через точки перегиба и выделяем углы входа и выхода излучины [2].

$$\frac{\lambda}{y_m} = \frac{2 \sum_{n=0}^{n=N} \cos \left[aA(n\Delta s) + \frac{a_0}{2} B(n\Delta s) \right]}{\sum_{n=0}^{n=N} \sin \left[aA(n\Delta s) + \frac{a_0}{2} B(n\Delta s) \right]} \quad (1)$$

Целью работы является прогнозирование форм палеорула методом математического расчета, основанного на натуральных наблюдениях. Для этого будем использовать метод Кондратьева «Построение осевой линии русла» [1].

На первом этапе работы, для упрощения расчета применим относительную систему координат, для этого обозначим, что S длина шага по излучине равна 1. Разделим длину шага S на 20 частей, с интервалом 0,05. Задачей

расчета является построение кривой меандры по заданному углу разворота a_0 и отношению шага излучины к высоте излучины.

В этой формуле есть параметр a , который выбирается по таблице Кондратьева Н.Е. так, чтобы отношение суммы найденных значений x к сумме найденных значений y были равны отношению шага излучины к высоте излучины. Находим координаты x и y по формулам (2, 3)

$$y = \int \sin \left(a \frac{\cos \pi s - \cos 3 \pi s}{\pi} + \frac{a_0}{2} \cos 3 \pi s \right) ds = \int \sin \left(aA(s) + \frac{a_0}{2} B(s) \right) ds \quad (2)$$

$$x = \int \cos \left(a \frac{\cos \pi s - \cos 3 \pi s}{\pi} + \frac{a_0}{2} \cos 3 \pi s \right) ds = \int \cos \left(aA(s) + \frac{a_0}{2} B(s) \right) ds \quad (3)$$

Производим перевод в абсолютную систему координат, для этого умножаем полученные значения x и y на коэффициент отношения шага излучины в абсолютных координатах, к вычисленному значению x в срединной точке. Так как излучины могут быть не симметричны относительно наивысшей точки, то вводим поправочный коэффициент ε .

$$\varepsilon = \frac{x_m - \frac{\lambda}{2}}{y_m} \quad (4)$$

Для прогноза формы меандры по методу Кондратьева выбираем линию, от которой будем откладывать рассчитанные значения x и y . Для этого нужно учесть угол сопряжения излучин. Эмпирически доказано, что для согласованных излучин каждый последующий угол сопряжения имеет тенденцию к уменьшению, для этого вводим коэффициент $K_\beta=1,46$. Таким образом, находим угол сопряжения и определяем линию отсчета. По форме выделенного палеорула, для прогнозного меандра выделяем угол входа в излучину; так как углы входа смежных излучин у нас совпадают, то делаем вывод о том, что высота и ширина шага излучины для прогнозного меандра, будут равны высоте и ширине шага в смежном меандре. По расчетам координат x и y для прогнозной излучины был построен график осевой линии, по которому можем прогнозировать форму меандры, путем отложения точек от линии отсчета.

Предложенный метод предлагается использовать следующим образом (рис. 4): на разбуренной территории выделить часть русла реки, выполнить прогнозный математический расчет русла, запланировать скважину в центр прогнозного русла, в пробуренной скважине проверить каротажные данные, по которым отнести скважину к морфологическому типу.

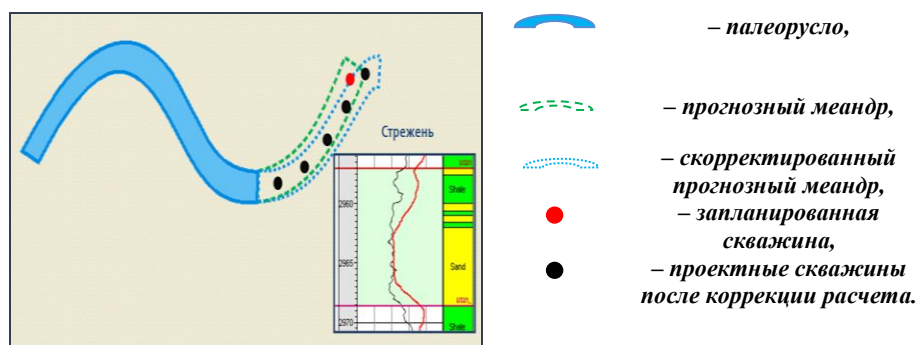


Рис. 4 Коррекция русла, согласно фактическим данным бурения

Если мы попадаем не в центр русла, то с учетом каротажных данных скорректировать теоретический расчет. Провести проектирование скважин вдоль уточненного русла в наиболее продуктивных зонах. После чего вероятность попадания следующих запланированных скважин увеличивается. Данная схема позволяет проводить целенаправленное бурение вдоль наиболее продуктивных отложений палеорула, что приведет к уменьшению затрат на бурение «сухих» и малопродуктивных скважин.

Литература

1. Казаненков В.А., Попов А.Ю., Вакуленко Л.Г. и др. Обстановки формирования коллекторов горизонта Ю2 в северо-восточной части Хантейской гемиянтеклизы (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа, 2009. – № 1. – С. 46–53.
2. Кондратьев Н.Е. Русловые процессы рек и деформации берегов водохранилищ. – Спб.: ГГИ, 2000. – 258 с.